

26. Яншин А. Л. Основные проблемы соленакопления // Проблемы соленакопления. – Новосибирск, 1977. – Т. 1. – С. 5–15.
27. Reconstruction past sea water Mg/Ca and Sr/Ca from Mid-Ocean Ridge flank calcium carbonate veins / R. Coggon, D. Teagle, C. Svith-Duque, J. Alt, M. Cooper // Science, 26 February 2010. – V.327. – N5969. – P.1114–1117.
28. Emery, D. & Myers, K. (eds.) Sequence Stratigraphy. – 1996. – 304 p.
29. Hedberg H. D. Significance of high wax oils with respect to genesis of petroleum // AAPG Bulletin. – 1968. – N5. – P.736–750.
30. Horita J., Zimmermann H. and Holland H. Chemical evolution of sea water during Phanerozoic: Implication from the record of marine evaporates // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 2002. – V.66. – P.3733–3756.
31. Rubey W. W. and Hubbert M. K. Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting // Geol. Soc. America Bull. – 1959. – 70 (2). – P.167–205.
32. Tyrrell T. and Zeebe R. History of carbonate ion concentration over the last 100 million years // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 2004. – V.68. – N17. – P.3521–3530.

УДК 553.98.2.044

### О ПУТЯХ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРИРОСТА ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

© 2016 г. Ю. С. Кононов

АО "Нижне-Волжский НИИ геологии и геофизики"

Когда речь идет о жидких углеводородах (УВ) и путях увеличения их извлекаемых запасов, то прежде всего имеется в виду нефть, а наряду с ней конденсат сложных флюидальных систем (газоконденсатных и нефтегазоконденсатных). Таковы, например, флюидальные системы Оренбургского и Карачаганакского газоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками. К тому же важно само представление о той разнице, которая существует между геологическими и извлекаемыми запасами, о коэффициентах извлечения. Оно (такое представление) присуще именно жидким УВ. В то же время все-таки гораздо чаще упоминается коэффициент извлечения нефти (КИН). Это связано, главным образом, с более широким распространением среди выявленных скоплений УВ нефтяных залежей по сравнению с газоконденсатными или нефтегазоконденсатными. Вместе с

тем, например, в Нижне-Волжской нефтегазоносной области (НГО), особенно в ее Саратовской части, нередко встречаются залежи нефти с газовой шапкой либо залежи газа с нефтяной оторочкой. Однако конденсата такие залежи не содержат вообще, или же его количество невелико.

Наряду с этим существуют предельно насыщенные нефтегазовые или газоконденсатные смеси, которые в поверхностных условиях нельзя или очень трудно отличить друг от друга. Применительно к таким природным системам предложено использовать два геохимических коэффициента по группам n-алканов [14]. Один из них отвечает отношениям с суммами алканов при  $C_{13-15}$  и  $C_{15-19}$ , другой – при  $C_{15-19}$  и  $C_{19-28}$ . Значения коэффициентов отражаются в индивидуальности каждого флюида и позволяют судить о степени геохимического сходства между нефтями и конденсатами.

Общая же система жидких УВ подразделяется таким образом: нефти тяжелые (нафтеновые) – Ia; нефти средней плотности – Ib; нефти легкие конденсатообразные – Iv; конденсаты очень тяжелые нефтеподобные – IIa; конденсаты тяжелые – IIб; конденсаты легкие – IIв; конденсаты очень легкие – IIг. Эта система свойств жидких УВ внешне выглядит как физическая, характеризующая плотность флюидов. Однако такие качества УВ напрямую связаны с их основными химическими свойствами, прежде всего с групповым составом нефтей и конденсатов.

Вообще для жидких УВ (и нефтей, и конденсатов) характерно содержание следующих основных компонентов: аренов, алканов, цикланов, масел, смол силикагелевых, асфальтенов и парафина. В жидкостной системе УВ, представленной нефтью и конденсатом, переход из одного состояния в другое главным образом связан с изменениями критической температуры [3, 12 и др.]. Вместе с тем, как известно, жидкостные системы УВ (и прежде всего нефти) традиционно характеризуются следующими признаками: содержанием УВ фракций, выкипающих при температурах 150°, 200° и 300 °С; парафина, серы, асфальтенов и силикагелевых смол [15]. Этот перечень свойств жидких УВ подлежит обязательному изучению при оценке извлекаемых запасов нефти и конденсатов. От предыдущего он отличается подразделением УВ по фракционному составу, с одной стороны, и характеристикой содержания элемента, не относящегося к УВ (серы), – с другой.

В отношении извлекаемости нефти и конденсата из недр известно, что у конденсата она выше. Это обусловлено двумя главными причинами. Во-первых, как уже показано, конденсаты в целом легче нефтей, а потому более подвижны, что и способствует их извлекаемости. Во-вторых, конденсаты добываются при разработке газовых

залежей. Разделение же газовой и жидкой фаз при достижении так называемой точки росы происходит уже на поверхности Земли при сепарации газа. Если точка росы из-за снижения давления в залежи достигается в пластовых условиях, то не только выпадает конденсат, но и «защемляется» часть газа. Это происходит в наиболее тонкой части пустотного пространства коллекторов (капиллярах и субкапиллярах). Вот почему при разработке газоконденсатных и особенно нефтегазоконденсатных залежей так важно использовать имеющиеся возможности сайклинг-процесса. Он повышает извлекаемость не только пластовых жидкостей, но и газа.

Добыча конденсата, как неизменного компонента содержащего его газа, осуществляется исключительно фонтанным способом. При добыче нефти, если таким способом она и возможна, то, как правило, лишь на начальном довольно коротком этапе разработки залежей. В основном же в течение десятков лет разработки из-за снижения давления превалирует насосный способ (включая компрессорный).

Среди нефтяных залежей принято выделять те, что содержат трудноизвлекаемые нефти. Они, в свою очередь, могут быть подразделены на два основных вида. В одном случае такие нефти содержатся в коллекторах с ухудшенными емкостно-фильтрационными свойствами. Чаще всего они находятся на больших глубинах либо приурочены к нетрадиционным толщам, относимым к нефтегазоносным комплексам, например сланцам. В таком случае трудноизвлекаемой может являться не только нефть, но и природный газ (а также конденсат). О чем свидетельствуют слабые нефтегазовые притоки, полученные, например, из глубоко залегающего подсолевого комплекса западной, российской, части Прикаспия, помимо Астраханского месторождения и его «спутников». Такие притоки обычно

получаются из низкопроницаемых коллекторских толщ повышенной плотности.

В другом случае трудность извлечения нефти обусловлена уже ее особыми свойствами. Как правило, это тяжелые, вязкие или даже вязкопластичные нефти. Иногда их относят к неньютоновским жидкостям. Обычно они полностью дегазированы и характеризуются повышенным содержанием смол и асфальтенов. К тому же такие нефти (и особенно битумы) отличаются повышенной металлоносностью [5]. Специальные исследования посвящены анализу пространственного распределения тяжелых нефтей и изменению их физико-химических свойств [18]. Залежи таких нефтей чаще всего приурочены к малым глубинам и обычно испытывают влияние зоны гипергенеза.

Применительно к региону Прикаспия можно отметить, что в ближайшем его обрамлении подобным образом особенно характеризовались крупные залежи нефти Каражанбасского и Северо-Бузачинского месторождений. Ввиду малой подвижности этих нефтей изначально величина КИН определена лишь на уровне около 20 %. С целью повышения нефтеотдачи на опытном участке было проведено «загущение» пластовой воды ПАВ (полиакриламидом). Таким путем удалось показать возможность повышения величины КИН почти вдвое.

В общем виде рекомендуется оптимизация извлечения нефти путем осуществления наиболее полной согласованности основных геолого-физических и технико-технологических факторов. К ним относятся: коллекторские свойства продуктивных горизонтов, физико-технические характеристики пластовых флюидов, термодинамические условия залежей, размещение скважин, особенности (методы) воздействия на пласты, темп отбора нефти, динамика обводненности продукции и водонефтяного фактора [2]. При этом особо отмечается необходимость именно полной согласован-

ности указанных факторов, а не достижение максимальной прибыли.

К сожалению, в постсоветской России именно текущая прибыль стала главным критерием разработки месторождений УВ, причем с как можно более низкой величиной КИН. Именно с таким стремлением следует связывать беспрецедентное списание запасов нефти и конденсата в 1991–2000 гг. [17], хотя до этого их прирост был строго обоснован и предельно минимизирован. Такова была неизменная позиция ГКЗ СССР. Позиция эта понятна с точки зрения побуждения к разработке и применению методов увеличения нефтеотдачи (МУН) и соответственно КИН. Тем не менее, до сих пор нефтедобыча в основном остается довольно низкой, в том числе потому, что применение МУН требует затрат (инвестиций). Лишь падение уровня добычи заставляет бизнесмена использовать МУН, а ныне нефтегазовый комплекс России (впрочем, как и в мире в целом) находится главным образом в руках крупного бизнеса [10]. Вырос же он за счет ликвидации госсобственности.

На сегодняшний день извлекаемые запасы нефти в лучшем случае достигают лишь половины от геологических, а зачастую составляют примерно только треть от них. Большая часть нефти, к сожалению, при современных методах разработки месторождений пока еще остается в недрах. Поэтому очень важное значение имело заявление, сделанное специалистами компании «Шеврон» на 20-м Мировом нефтяном конгрессе [4]. В нем говорилось, что при добыче тяжелых нефтей удалось поднять величину КИН с 10 до 70 %. Такой эффект был достигнут путем применения интенсивного термического воздействия. Очевидно, все-таки имеется в виду воздействие на призабойную зону пласта (ПЗП), то есть на ограниченную часть залежи, а не на нее в целом. Тем не менее, сам факт исключителен, даже

если это зональное повышение величины КИН (в 7 раз!).

В данном случае заслуживают внимания следующие обстоятельства. Во-первых, достигнутая величина КИН, по сравнению с существующими ныне ее значениями, может считаться предельно высокой. Она уравнивает возможность извлечения нефти с оптимальным извлечением конденсата. Во-вторых, такой результат получен по трудноизвлекаемым тяжелым нефтям с начальной величиной КИН всего лишь 10 %. Здесь, пожалуй, имеет смысл упомянуть одну особенность использования термического способа. Дело в том, что в Советском Союзе такой способ воздействия на тяжелые нефти с целью повышения величины КИН стал довольно интенсивно использоваться примерно три десятилетия тому назад. В частности, в рассматриваемом отношении наибольший интерес представляют два района такого воздействия. Один из них – Ухтинский, где разработка месторождения велась в том числе и шахтным способом, другой – Кенкиякский в Прикаспии. Но такие работы были быстро «свернуты», главным образом, в связи с подрывом Советского Союза в ходе «перестройки», а затем и его развалом. Весьма важное значение имела и неожиданная кончина В. А. Иванова – одного из главных инициаторов таких исследований.

В какой мере результаты этих, отечественных, исследований были использованы специалистами компании «Шеврон», сказать трудно, поскольку такой аспект скромно умалчивается. Конечный же результат очень впечатляющий.

Из исследований Советского прошлого, имеющих отношение к приросту извлекаемых запасов прежде всего нефти, но также «свернутых», нельзя не упомянуть и работы по проблеме «реанимации». Такие исследования предусматривали возможности «оживления» сильно истощенных, интен-

сивно обводненных месторождений, но при этом с низкими значениями КИН. Изыскание путей его повышения фактически было равносильно открытию новых месторождений, причем в районах с развитой нефтедобычей и сопутствующей инфраструктурой. Надо было лишь не скупиться на финансирование исследований, нацеленных на перспективные направления, а не на сиюминутную прибыль. Пока же проблема повышения величины КИН на «старых» месторождениях так и остается одной из требующих решения.

Среди российских нефтедобывающих районов наиболее длительным периодом разработки (более полувека) отличаются те, которые выделяются внутри Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП). Она при этом также характеризуется высокой степенью разведанности. Достаточно вспомнить, что к концу советского периода, когда осуществлялось государственное изучение недр и воспроизводство минерально-сырьевой базы, включая УВ, в пределах этой НГП было открыто уже более 1000 месторождений. В большинстве своем они оказались многопластовыми. В дальнейшем, вплоть до настоящего времени, здесь открывались лишь единичные месторождения, как правило, мелкие по запасам. Такая ситуация, в частности, характерна для Нижне-Волжской нефтегазоносной области (НГО), выделяемой в ряде других внутри указанной НГП.

В пределах уже самой Нижне-Волжской НГО обращает на себя внимание повышенная газонасыщенность продуктивного разреза, прежде всего в Саратовской части НГО. Это особенно заметно в сравнении с соседней Средне-Волжской нефтеносной областью (НО), территориями Татарии и Башкирии, где в пределах Волго-Уральской НГП сосредоточены главные запасы нефти. Вместе с тем в Оренбуржье развита, как нефтегазоносность, так и преимущест-

венная газоносность, включая уже упомянутую сложную флюидальную систему гигантского Оренбургского месторождения.

На примере многопластовых месторождений Волго-Уральской НГП, включая Нижне-Волжскую НГО, одним из путей увеличения прироста извлекаемых запасов нефти может быть следующий подход (помимо употребления МУН). По мере того как завершается разработка залежей в базовых горизонтах, здесь возможен переход на другие выявленные в разрезе горизонты. При этом в зависимости от физико-литологических свойств тех горизонтов, вводимых в разработку, которые приурочены к разным нефтегазоносным комплексам (НГК), виды МУН могут меняться. Как известно, в пределах Волго-Уральской НГП принято выделять три терригенных и три карбонатных НГК. В числе же многопластовых месторождений Саратовской области наиболее широким диапазоном продуктивности отличается Соколовогорское, где продуктивность приурочена и к терригенным, и к карбонатным НГК.

Опять-таки в Саратовской части Нижне-Волжской НГО появилась возможность более значительного увеличения прироста извлекаемых запасов нефти по сравнению с фоновыми по Волго-Уральской НГП в целом. Связано это с выявлением новой прогнозируемой зоны нефтенакпления, в пределах которой уже было открыто Луговое месторождение. По предварительным оценкам геологическим запасам это месторождение относится к крупным [9]. Однако ситуация такова, что со времени открытия месторождения ничего не делается для того, чтобы геологические запасы перевести в извлекаемые. Ничего не предпринимается и для изучения вероятных спутников Лугового месторождения, одним из которых может быть Синегорское поднятие.

В рассматриваемом плане, очевидно, нельзя не отметить, что неизменным спут-

ником нефти, за исключением полностью дегазированных нефтей, служит попутный нефтяной газ (ПНГ). На начальном этапе развития нефтедобычи он даже считался вредным компонентом, осложняющим добычу нефти, и сжигался в факелах, но со временем стала налаживаться его утилизация. Тем не менее, в настоящее время лишь в США, Канаде и Норвегии утилизация ПНГ достигает 99–100 %, тогда как в основных нефтедобывающих странах значительная его часть все еще сжигается на факелах. В частности, это относится к странам Ближнего Востока и Африки. Что же касается России, то вообще предписываемый уровень утилизации ПНГ составляет 95 %. Однако достигнут он лишь компаниями «Сургутнефтегаз» и «Татнефть», причем первая уже превысила показатель 99 % [6], выйдя на лучший мировой уровень. Вообще же на нефтепромыслах России на факелах сжигается до 25 % ПНГ. Это в известной мере относится и к нефтепромыслам Саратовской области, хотя величина нефтедобычи здесь одна из самых незначительных.

Выделение ПНГ, как известно, происходит вследствие снижения пластового давления при добыче нефти и, соответственно, давления насыщения нефти газом. Снижение указанных параметров в общем отрицательно сказывается на извлечении нефти. Не случайно один из МУН представлен водогазовой репрессией. В том числе для закачки в разрабатываемую залежь может использоваться ПНГ при выделении его в большом количестве. Но поскольку ПНГ, как правило, «жирный», весьма целесообразна также его переработка.

Вопросы, связанные с приростом извлекаемых запасов прежде всего нефти, так или иначе в последние годы затрагивались и на страницах журнала «Недра Поволжья и Прикаспия» [1, 7, 8, 11, 16]. Однако на некоторые аспекты в таком плане целесообраз-

но обратить внимание еще раз, имея в виду их проблемный характер. С одной стороны, например, при обзоре используемых ныне МУН [11] отмечалось, что наиболее применяемыми в мире являются методы теплового воздействия на нефтенасыщенные пласты или залежи нефти. Они же считаются наиболее эффективными. Однако возможность увеличения нефтеотдачи в данном случае оценивается на уровне первых десятков процентов. С показателями, достигнутыми специалистами компании «Шеврон» [4], это несоизмеримо. Очевидно, что такая ситуация характеризует несопоставимость конкретных, частных, данных со средними показателями по МУН. Впрочем, такая несопоставимость относится, видимо, не только к МУН.

С другой стороны, в общей проблеме трудноизвлекаемой нефти несомненный интерес вызывают вопросы, связанные со сланцевой нефтью, или даже со «сланцевой революцией» [1]. Это направление развития нефтедобычи, кстати, наряду с другими было предметом рассмотрения и на упомянутом Мировом нефтяном конгрессе [4]. В то же время, очевидно, следует все-таки еще раз остановиться на том, почему лидером в освоении сланцевой нефти (и газа) стали США. Например, указываются две главные причины, способствовавшие этому [1]. Одна заключается в наличии на территории США наиболее богатой в мире сланцевой формации (Грин Ривер). Другая причина состоит в том, что здесь пробурены миллионы скважин на нефть и газ. Поэтому для освоения сланцевых нефти и газа выбраны

наиболее перспективные участки. Естественно, что по мере их освоения разработка сланцевой нефти (как и традиционной) будет все труднее. Что же касается миллионов скважин, пробуренных в США, то, как известно, это первая в мире страна, начавшая добычу нефти, а потому характеризующаяся особенно высокой степенью изученности традиционных ресурсов УВ. Вот почему ныне осуществляются два главных пути освоения уже трудноизвлекаемой нефти. Если один из них направлен на неглубоко залегающую сланцевую нефть, то другой – на нефть больших глубин. Именно в США глубина скважин, бурящихся с такой целью (причем продуктивных), уже превышает 8 км. Это считается важным для развития бурения на большие глубины и в Прикаспии [13], по принципу геологических аналогий.

И еще один момент, связанный с вероятным освоением волжских сланцев в качестве возможного источника УВ сырья. По сравнению с имеющимися задачами (и проблемами) повышения КИН на нефтяных месторождениях Волго-Уральской НГП при помощи МУН сланцевая проблема – далеко не из первоочередных. В сущности, опыт США свидетельствует о том, что освоение УВ сланцев наступает после почти предельного исчерпания традиционного нефтегазового потенциала. России пока до этого далеко. Степень освоенности и ресурсов, и запасов УВ у нее, по сравнению с США, гораздо ниже, включая величину КИН. В том числе это относится и к Волго-Уральской НГП, которая может считаться «старой» лишь в России.

#### Л и т е р а т у р а

1. Анисимов Л. А. Сланцевая нефть – что это такое? // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2015. – Вып. 83. – С. 67–70.
2. Влияние геолого-геофизических и технологических факторов на нефтеизвлечение / В. С. Иващенко, И. Т. Микитко, Л. И. Федьшин, И. Н. Путник // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 5. – С. 20–22.

3. Геология и нефтегазоносность Карачагановского месторождения / под ред. Ю. С. Кононова. – Саратов: изд-во Сарат. ун-та, 1988.
4. Гогоненков Г. Н. О 20-м Мировом нефтяном конгрессе // Геофизика. – 2012. – № 1. – С. 3–7.
5. Гольдберг И. С. Нафтаметаллогенические провинции мира и генезис рудных концентраций в тяжелых нефтях и битумах // Геология нефти и газа. – 1990. – № 3. – С. 2–7.
6. Кашин В. Рачительно распорядиться национальным богатством // Правда. – 2013. – № 129 (30047). – 3 с.
7. Кононов Ю. С. О том, что будет после нефти // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2014. – Вып. 78. – С. 63–73
8. Кононов Ю. С. К вопросу повышения нефтеотдачи залежей (на примере бобриковских отложений саратовской области) // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2014 Вып. 79. – С. 54–62.
9. Лавренченко Ю. НВНИИИГГ: «Открыто Луговое месторождение – самое крупное в Саратовской области» // Курс. Русский проект. – 2009. – № 5 (17). – С. 22–27.
10. Геология и нефть России: экономика организация, кадры / В. И. Лисов, Н. Х. Курбанов, М. В. Довтаев, О. С. Брюховецкий // Известия ВУЗов. Геология и разведка. – 2012. – № 2. – С. 82–85.
11. Мудренова К. В., Орешкин И. В. Оценка потенциала прироста извлекаемых запасов нефти залежей бабриковского горизонта Саратовской области (Нижне-Средне-Волжские нефтегазоносные области) // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2014. – Вып. 77. – С. 3–7.
12. Открытие и поиски месторождений уникальных флюидальных систем в подсолевом комплексе Прикаспийской впадины / А. Н. Золотов, Б. А. Соловьёв, О. С. Обрядчиков и др. // Докл. советских геологов на XXVIII сес. Междунар. Геол. Конгр. (Вашингтон, июль. 1989). – М.: ВНИГРИ. – 1989. – С. 48–56.
13. Семенович В. В. Нефтегазоносность надсолевых отложений Прикаспийского нефтегазоносного бассейна // Недра Поволжья и Прикаспия. – 1997. – Вып. 14. – С. 11–16.
14. Тихомиров В. И. Распознавание типов пластовых флюидов по составу n-алканов // Геология нефти и газа. – 1991. – № 8. – С. 20–23.
15. Требин Т. Ф., Чарыгин Н. В., Обухова Т. М. Нефти месторождений Советского Союза // Справочник. 2-е изд. – М.: Недра, 1980.
16. Феоктистов А. В., Феоктистов В. А. Что будет после нефти? // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2013. – Вып. 76. – С. 58–69.
17. Шелепов В. В. Обеспечить энергетическую безопасность России // Использование и охрана природных ресурсов России. – 2001. – № 2. – С. 38–41.
18. Яценко И. Г., Полищук Ю. М. Анализ пространственного распределения тяжелых нефтей и изменений их физико-химических свойств // Геология нефти и газа. – 2013. – № 4. – С. 57–64.

